

# ¿Es competitivo el mercado eléctrico español? Indicadores de abuso de poder de mercado y aplicación al caso de España

OSCAR ARNEDILLO BLANCO

*NERA Economic Consulting, ESPAÑA. E-mail: oscar.arnedillo@nera.com*

## RESUMEN

Desde principios de los años 90 se ha producido una ola de liberalizaciones de los mercados eléctricos bajo la premisa de que la presión competitiva llevaría a una reducción en el coste de suministro. No obstante, gran parte de los estudios académicos concluyen que estos mercados están distorsionados por el abuso de poder de mercado. Sin embargo estos estudios se basan en modelos teóricos y herramientas que parten de una representación simplificada de la realidad, sesgando sus resultados y exagerando el riesgo de abuso. Este artículo repasa las limitaciones de algunas de estas herramientas y, como alternativa, sugiere diversos indicadores derivados de la observación del comportamiento que realmente tienen de los generadores, de modo a obtener conclusiones más robustas y fiables sobre su comportamiento. Estos indicadores permiten rechazar la hipótesis de que existe un problema de poder de mercado en el mercado eléctrico español.

*Palabras clave:* Mercado eléctrico, competencia, poder de mercado, pivotalidad, concentración.

## Is the Spanish Electricity Wholesale Market Competitive? Indicators of Abuse of Dominant Position and Application to the Case of Spain

### ABSTRACT

Since the early 90's there has been a wave of deregulation of electricity markets under the assumption that competitive pressures would lead to a reduction in the cost of supply. In contrast, many of the published studies conclude that these markets are distorted by the abuse of dominant position of incumbents. However, these studies are typically based on theoretical models and tools based on a simplified representation of reality, and by ignoring critical features that constrain the ability or incentives of generators, bias the results and exaggerate the risk of abuse. This article reviews the limitations of some of these tools and, as an alternative, it suggests various indicators of market power abuse derived from the observation of the actual behavior of the generators, so as to obtain more robust and reliable conclusions about their behavior. These indicators reject the hypothesis that generators exercise market power in the Spanish electricity market.

*Keywords:* Electricity Markets, Competition, Market Power, Pivotality, Concentration.

Clasificación JEL: D43, L94

Artículo recibido en marzo de 2011 y aceptado en mayo de 2011

Artículo disponible en versión electrónica en la página [www.revista-eea.net](http://www.revista-eea.net), ref. a-29206

## 1. INTRODUCCIÓN

Desde principios de los años 90, la actividad de generación de electricidad ha sido liberalizada en múltiples países bajo la premisa de que su desempeño en un contexto competitivo resultaría en menores costes de suministro, en beneficio de los consumidores. Sin embargo, los mercados de generación han operado desde entonces bajo la sospecha de falta de competencia. Esto ha llevado a los reguladores sectoriales a introducir diversas medidas orientadas a limitar la capacidad o el incentivo de las empresas a ejercer poder de mercado, o incluso a proponer volver a controlar los ingresos de los generadores. El mercado de generación español, desde su liberalización en 1998, y su regulador no han sido ajenos a esta tendencia.<sup>1</sup>

La intervención del regulador se justifica siempre que los beneficios de dicha intervención excedan sus costes. No tiene sentido intervenir el mercado si éste está funcionando correctamente o constreñir la libertad de las empresas o interferir en sus estrategias si éstas se están comportando de forma competitiva. El riesgo regulatorio incrementa el coste de financiación de las empresas y las distrae de sus esfuerzos de gestión de riesgos y reducción de costes, lo cual se traduce en un mayor precio del mercado, en perjuicio de los consumidores. La pregunta relevante es, por lo tanto, si se puede confiar en el funcionamiento del mercado eléctrico y en el comportamiento de sus agentes.

La literatura académica ha producido diversos análisis del mercado eléctrico, la mayoría de los cuales concluyen que se dan condiciones que favorecen el abuso.<sup>2</sup> No obstante, estos estudios tienden a estar basados en modelos teóricos de los incentivos de los generadores, que ignoran importantes efectos y restricciones.<sup>3</sup> El resultado es que estos estudios pueden estar sesgados en el

---

<sup>1</sup> Ejemplos de intervenciones fundamentadas en la apreciación de una falta de competencia incluyen: la existencia de un tope máximo en el precio del mercado de 180 €/MWh (mantenido en términos nominales desde 1998 a pesar de que el IPC se ha incrementado en más de un 40% desde entonces, lo cual supone que dicho tope se ha reducido en casi un tercio), la obligación de realizar emisiones primarias de energía, la prohibición de importar electricidad a través de las interconexiones, la asimilación de determinadas ventas a contratos intragrupo a un precio fijado por la Administración (42,35 €/MWh en 2006), la renuencia a incrementar las tarifas eléctricas (lo cual ha acabado generando el problema del “déficit de tarifa”) o a eliminar la regulación sobre las tarifas a los pequeños consumidores, la minoración de “sobregresos” derivados de la entrada en vigor del mercado de derechos de emisión, etc.

<sup>2</sup> Ver, por ejemplo, el análisis del mercado de Inglaterra y Gales por Green y Newberry (1992), el del mercado de California por Sheffrin (2001, 2002) o del mercado español por Toro y Fabra (2005). Con esa misma filosofía, la CNE ha desarrollado recientemente un modelo (denominado ENERGEIA) con el propósito de informar su evaluación del grado de competencia en el mercado eléctrico español.

<sup>3</sup> Estos incluyen el impacto de los contratos sobre los incentivos a ejercer poder de mercado, el efecto disuasorio de la supervisión de los reguladores en un mercado marginalista (donde existe un claro estándar competitivo), o el hecho de que los agentes no tienen información perfecta ni

sentido de que tienden a concluir que existe un problema de poder de mercado aun cuando dichos problemas no existen en la realidad.<sup>4</sup>

En el presente artículo se muestra cómo los datos del mercado pueden revelar si pueden existir o no problemas de competencia, ofreciendo herramientas de análisis de la competencia basadas en el comportamiento real de los agentes y, por ello, con un valor explicativo más sólido que los modelos teóricos utilizados hasta la fecha. Para ello, se analizan datos estructurales y del comportamiento de los generadores y de los mercados de energía al contado y a plazo.

## 2. ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA DEL MERCADO

El análisis tradicional de la estructura del mercado se basa fundamentalmente en el uso de indicadores del nivel de concentración. Las autoridades regulatorias y de la competencia utilizan de forma habitual indicadores tales como las cuotas de mercado, los índices Herfindahl-Hirschman (IHH) y, en el caso particular del sector eléctrico, los índices de pivotalidad. Sin embargo, estos indicadores adolecen de diversos problemas que limitan su poder explicativo o predictivo del comportamiento que realmente tendrán los agentes.

A continuación, se analizan, para cada uno de estos indicadores, algunos de los problemas que plantean.<sup>5</sup>

### 2.1 Indicadores de concentración y sus limitaciones

Del análisis de la jurisprudencia, se observa que las autoridades de competencia en Europa suelen considerar que es improbable que haya problemas de competencia por dominancia individual si la cuota de mercado de cada una de las empresas que integra el mercado relevante es inferior al 25% y que es improbable que haya problemas de dominancia conjunta si el IHH es inferior a 2000.<sup>6,7</sup>

---

pueden concentrar toda la producción hidráulica en las horas punta (ignorando el hecho que para maximizar la producción los embalses deben estar lo más llenos posibles y eso crea una interconexión temporal en el uso de los embalses).

<sup>4</sup> Ver, por ejemplo, Yepes (2005)

<sup>5</sup> Se pueden encontrar otras críticas al uso de indicadores de concentración para el análisis de la competencia en los mercados eléctricos en Borenstein, S., J. Bushnell y C. Knittel (1999).

<sup>6</sup> Ver, por ejemplo, las “Directrices para las Concentraciones Horizontales” de la Comisión Europea. En el mismo sentido, la CNE, en su “Informe de Valoración Preliminar sobre las Subastas de Emisiones Primarias de Energía y CESUR”, indicaba que “2000 es un umbral indicativo de referencia en la normativa europea sobre concentraciones empresariales, por debajo del cual se considera que la estructura de mercado no debería ser problemática desde una perspectiva de competencia, aún cuando cada caso debe ser valorado de forma específica

La Tabla 1 muestra el valor de dichos indicadores en el caso del mercado eléctrico español, bajo el supuesto de que el mercado de producto relevante es la generación de electricidad, con independencia de la tecnología empleada, y que el mercado geográfico relevante se limita al español.

**Tabla 1**

Cuotas de mercado e IHHs para el mercado de generación eléctrico español (2009)

Empresa	Cuota de mercado
Endesa	21,2%
Iberdrola	22,9%
Gas Natural Fenosa	14,6%
EDP Hidrocarbónica	5,6%
Viesgo	4,5%
Acciona	3,2%
Otros	28,1%
<b>IHH<sup>8</sup></b>	<b>1326</b>

Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados por Red Eléctrica de España (REE).

Por lo tanto, de acuerdo con los umbrales tradicionalmente utilizados por las autoridades de competencia en Europa, los datos de cuota de mercado y de concentración no apoyarían la tesis de que existe riesgo de abuso de posición dominante en el mercado eléctrico español.

Un primer problema en el uso de estos indicadores es que sus resultados dependen de la definición del mercado relevante, especialmente el geográfico. El mercado eléctrico español no se encuentra aislado de otros mercados eléctricos, sino que está interconectado con Portugal, Francia y Marruecos. Con independencia del grado de liberalización de dichos mercados, el hecho es que en caso de que los generadores ubicados en España intentaran ejercer poder de mercado, los generadores ubicados en estos otros mercados incrementarían sus exportaciones, mitigando sus incentivos a ejercer poder de mercado.

En un análisis prospectivo, la capacidad de los agentes externos de mitigar los incentivos a ejercer poder de mercado se encuentra limitada o constreñida

---

*teniendo en cuenta las características específica del mercado en cuestión, como la elasticidad de la demanda y las tecnologías de producción existentes”.*

<sup>7</sup> El IHH se obtiene como la suma de los cuadrados de las cuotas de mercado de cada agente individual. Bajo determinados supuestos, el resultado es proporcional al margen que con respecto a los costes surgiría en el mercado con una competencia al estilo Cournot.

<sup>8</sup> El cálculo del IHH considera que la cuota de mercado individual de cada uno de los agentes bajo el epígrafe “otros” en la tabla es baja, y que por ello no tienen un impacto significativo en el resultado.

por la capacidad de las interconexiones entre los distintos mercados. Sin embargo, en un análisis retrospectivo, el hecho de que en un momento dado haya habido capacidad de interconexión no utilizada significa que los agentes ubicados en España estaban expuestos a la competencia de agentes en esos otros mercados, con independencia de cual haya sido la capacidad de interconexión disponible en ese momento.

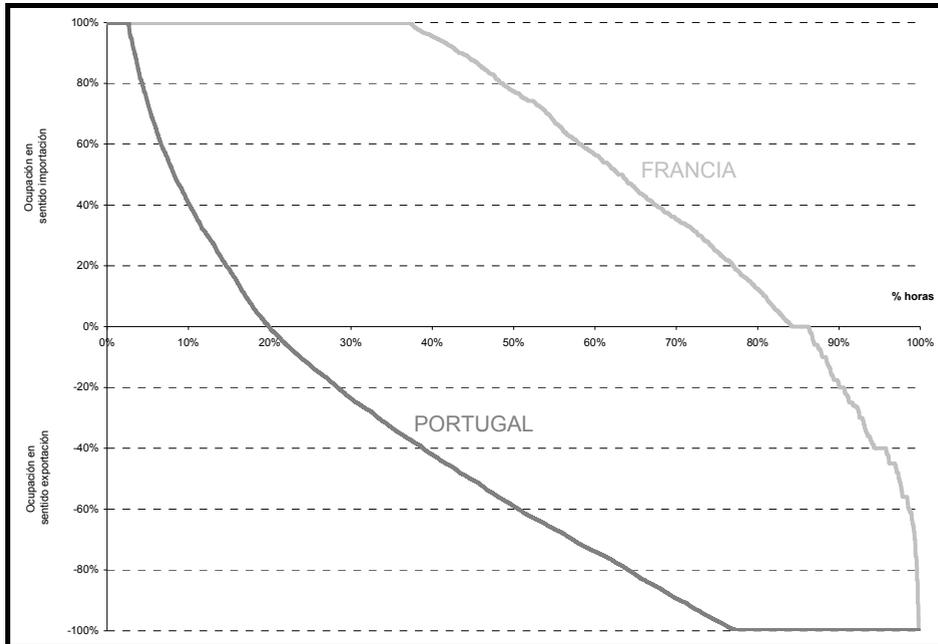
Por norma general en los análisis de competencia, una vez que se define el mercado geográfico, dicha definición se utiliza para todo el periodo objeto de estudio, o al menos para años completos. Sin embargo, tras de esta forma de proceder subyace el hecho que generalmente no existe una gran flexibilidad ni grandes variaciones en los patrones de transporte del bien o producto en cuestión. No obstante, en el sector eléctrico el transporte de la electricidad se realiza de forma inmediata si existe capacidad de interconexión no utilizada y un diferencial cualquiera de precios. Por lo tanto, tendría sentido definir el mercado relevante en el sector eléctrico de forma separada para cada hora, y calcular la cuota de mercado y el IHH como un promedio.

La importancia del análisis horario se puede ilustrar considerando la situación del mercado eléctrico español, donde se observa que en el año 2009 la capacidad de interconexión con Portugal estuvo saturada solamente en un 23% de las horas. Lógicamente, esto implica que un 77% de las horas los generadores españoles estuvieron enfrentados a la competencia de los generadores ubicados en Portugal.

En la definición del mercado geográfico relevante en los análisis de competencia del sector eléctrico desarrollados por las autoridades españolas también se ha ignorado tradicionalmente la interconexión con Francia. El motivo no ha sido explicitado. Un posible motivo es que se considere que la interconexión con Francia es reducida, pero como ya se ha explicado tal consideración solamente es relevante en un análisis prospectivo. Otro posible motivo es que el mercado francés no está acoplado con el español (algo que sí ocurre con el mercado portugués), y esto podría hacer que los generadores españoles ejercieran poder de mercado sin tiempo a que reaccionarán los agentes ubicados al otro lado de la interconexión. Sin embargo, eso solamente podría ocurrir de forma puntual, mientras que en realidad en 2009 la interconexión con Francia (o, dicho de otro modo, la interconexión con el resto de Europa) estuvo descongestionada un 63% de las horas.

Esto se observa claramente en la Figura 1, la cual muestra las curvas monótonas de utilización de la capacidad de interconexión con Portugal y con Francia.

**Figura 1**  
Ocupación de la interconexión con Francia y Portugal (2009)



*Fuente:* Elaboración propia en base a datos publicados por el operador del mercado (OMEL).

De hecho, en el año 2009, el mercado eléctrico español sólo estuvo aislado del mercado francés y del portugués un 8% de las horas. Por lo tanto, considerar que el mercado geográfico relevante es siempre el español sobreestima claramente el grado de concentración en el mercado, ya que el mercado es más amplio que el español en un 92% de las horas.

A efectos de calcular una cuota media ponderada, cabe distinguir tres situaciones: (a) que la interconexión con Francia y con Portugal esté saturada, en cuyo caso el mercado geográfico relevante sería el español; (b) que la interconexión con Francia esté saturada pero no la interconexión con Portugal, en cuyo caso el mercado geográfico relevante sería el ibérico y (c) que ni la interconexión con Francia no esté saturada, en cuyo caso el mercado geográfico relevante sería el europeo.<sup>9</sup>

Utilizando dichas definiciones de mercado geográfico, y las ponderaciones derivadas del número de horas en las cuales cada definición es la correcta, se obtienen las cuotas de mercado y los IHHs indicados en la Tabla 2.

<sup>9</sup> Estrictamente hablando, cabría distinguir dos situaciones en este último caso, según el estado de la interconexión con Portugal, pero los resultados no se ven afectados de forma significativa.

**Tabla 2**  
Cuotas de mercado e IHHs según el mercado geográfico relevante (2009)

Empresa	Mercado Español	Mercado Ibérico	Mercado Europeo	Cuota media ponderada
<b>Ponderación</b>	8%	29%	63%	
Endesa	21,2%	18,8%	3,8%	9,5%
Iberdrola	22,9%	19,8%	4,0%	10,1%
Gas Natural Fenosa	14,6%	12,5%	2,5%	6,4%
EDP Hidrocantábrico	5,6%	13,1%	2,6%	5,9%
Viesgo	4,5%	3,9%	0,8%	2,0%
Acciona	3,2%	2,8%	0,6%	1,4%
Otros	28,1%	29,2%	85,8%	64,7%
<b>IHH<sup>10</sup></b>	<b>1326</b>	<b>1173</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>

Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados por *Red Eléctrica de España* (REE).

Como se aprecia, la definición del mercado relevante, ya sea el español, el ibérico o el europeo, arroja resultados sustancialmente distintos. Por lo tanto, en el caso del mercado eléctrico, en el cual las condiciones de transporte pueden variar radicalmente de una hora a otra, cabe cuestionarse la utilidad o validez de análisis basados en un mercado geográfico predefinido, en lugar de considerar que la competencia se desarrolla en distintos mercados relevantes en distintas horas.

Otro problema con el uso de cuotas de mercado o indicadores de concentración, es que el incentivo a abusar del poder de mercado depende también de la elasticidad de la demanda. Cuanto mayor es la elasticidad de la demanda, más se reducen las ventas de un generador que pretenda ejercer poder de mercado, mitigándose así sus incentivos a abusar. Tradicionalmente se ha considerado que la demanda de electricidad es relativamente inelástica. Sin embargo, la elasticidad relevante a efectos de determinar el incentivo a ejercer poder de mercado no es la elasticidad de la demanda final, sino la elasticidad de la demanda residual,<sup>11</sup> y ésta tiende a ser muy elevada por el hecho de que existen muchas centrales de ciclo combinado en el margen, con costes similares. A modo de ejemplo, la Figura 2 muestra la elasticidad de la demanda (residual) que percibió Endesa en 2008. Se puede apreciar que el valor de la elasticidad de

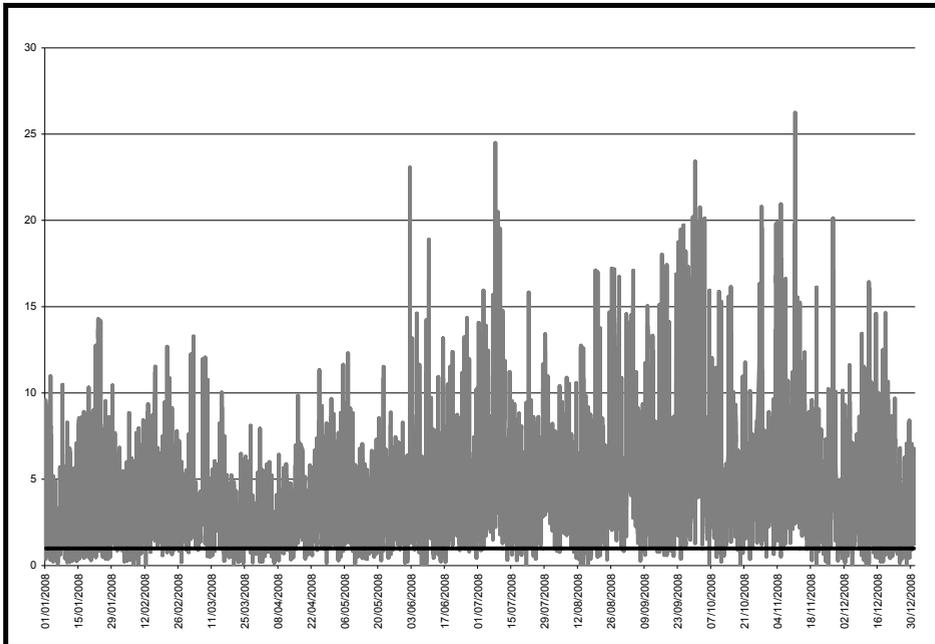
<sup>10</sup> El cálculo del IHH en el contexto del mercado geográfico europeo requeriría calcular la cuota de mercado de todos los generadores europeos, lo cual se encuentra fuera del alcance del presente artículo.

<sup>11</sup> La elasticidad de la demanda residual se calcula restando de la demanda final las curvas de oferta del resto de generadores. Este análisis no es frecuente en otros sectores por el simple hecho que generalmente no se conocen las curvas de oferta del resto de agentes.

dicha demanda se sitúa en media en un valor muy superior a 1, valor que delimita lo que generalmente se considera como una demanda elástica.

Además, los IHH tenderán a exagerar el riesgo de abuso de poder de mercado en el mercado de generación de electricidad ya que no consideran el impacto que la supervisión de los reguladores o los contratos a plazo pueden tener sobre los incentivos de los generadores.<sup>12</sup>

**Figura 2**  
Elasticidad de la demanda residual percibida por Endesa (2008)



*Fuente:* Elaboración propia en base a datos publicados por OMEL.

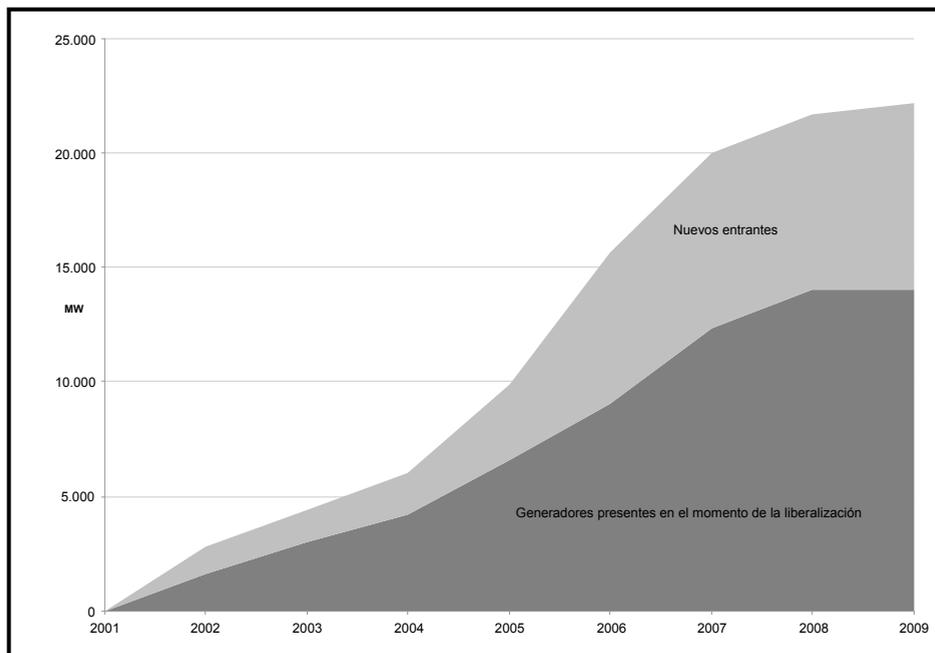
Por último, los indicadores de concentración no distinguen entre los mercados de acuerdo con el nivel de barreras a la entrada. Evidentemente, cuanto menores son las barreras a la entrada, menor será el incentivo de los generadores a abusar de poder de mercado. Por ejemplo, en el caso de España, a pesar de que la demanda punta se ha incrementado solamente en unos 8.000 MW en el periodo 2001-2009, se han añadido 22.000 MW de centrales de ciclo

<sup>12</sup> Como se explica en la sección 3 (Evidencia de los mercados a plazo), cuantos más contratos a plazo hayan celebrado los generadores (ya sea en el mercado mayorista o con consumidores finales) y más larga sea la duración de dichos contratos, menor será su incentivo a ejercer poder de mercado.

combinado, de los cuales un 40% corresponden a nuevos entrantes,<sup>13</sup> como se muestra en la Figura 3, y 17.000 MW de nueva capacidad en el Régimen Especial, de los cuales más de la mitad ha sido también desarrollada por nuevos entrantes.

**Figura 3**

Potencia de ciclos combinados construida por distintos tipos de agentes (2001-2009)



*Fuente:* Elaboración propia en base a datos publicados por REE y notas de prensa publicadas por las empresas.

## 2.2 Indicadores de pivotalidad y sus limitaciones

Recientemente, algunos reguladores eléctricos han empezado a adoptar como medida adicional del riesgo de abuso de poder de mercado indicadores de pivotalidad. Estos indicadores adolecen también de serias limitaciones. Tienen en común con las cuotas de mercado y el IHH que necesitan que se defina el

<sup>13</sup> En el “Informe sobre la Evolución de la Competencia en los Mercados de Gas y Electricidad” la CNE explica que “el 19% de la nueva capacidad (2.405 MW) fue promovido por nuevos entrantes: AES Energía Cartagena (10%), Castelnou Energía, perteneciente a Electrabel (7%) y Global Tres (2%), durante el periodo 2006-2008”. Sin embargo, la CNE excluye de dichos cálculos a Gas Natural, claramente un nuevo entrante en la actividad de generación de electricidad y a pesar de ser el promotor de un 18% de la nueva capacidad en ese periodo.

mercado relevante y que ignoran el impacto sobre los incentivos de los contratos a plazo, las barreras a la entrada, o la supervisión de los reguladores. Además, tienen otras importantes limitaciones inherentes específicas.

El PSI (“*Pivotal Supplier Indicator*”) es un indicador que examina si en algún momento la potencia de un generador concreto es *imprescindible* para suministrar la demanda. Esto es, se estima si la capacidad de un determinado generador es mayor que el “exceso de oferta” (la diferencia entre la oferta y la demanda total) en el mercado. Bushnell et al. (1999) definen el PSI como un indicador binario, igual a 1 si un determinado generador es pivotal, y a 0 si no lo es. Más concretamente, la fórmula que utilizan para calcular el PSI de una determinada empresa  $i$  en el periodo  $t$  es la siguiente:

$$PSI_{it} = \begin{cases} 1 & \text{if } D_t - \sum_{j \neq i} Gencap_j - MaxIMPORTS > 0 \\ 0 & \text{if } D_t - \sum_{j \neq i} Gencap_j - MaxIMPORTS \leq 0 \end{cases}$$

En la ecuación anterior,  $Gencap_j$  es la capacidad de generación de la empresa  $j$  (distinta de la empresa  $i$  objeto de estudio), y  $MaxIMPORTS$  es la capacidad máxima de importación en una determinada región.

En el caso del PSI, no resulta creíble que un generador pueda plantearse retirar toda su potencia para así fijar “cualquier precio”. El regulador detectaría fácilmente esa estrategia e intervendría. La CNE ha adaptado la metodología para considerar únicamente el impacto de centrales “retirables” (e.d. centrales gestionables),<sup>14</sup> pero incluyendo dentro de las retirables a las centrales hidráulicas modulables, a pesar de que no es realista plantear una retirada sostenida de capacidad hidráulica, ya que entonces se llenarían los embalses y se acabaría vertiendo agua.<sup>15</sup> La Figura 4 muestra el resultado del análisis de pivotalidad aplicado a Iberdrola (la empresa con mayor potencia), y se muestra el ratio entre la potencia total, menos las centrales de gas, carbón, fuel oil y energía hidráulica modulable de Iberdrola, y la demanda total del sistema, observándose que bajo

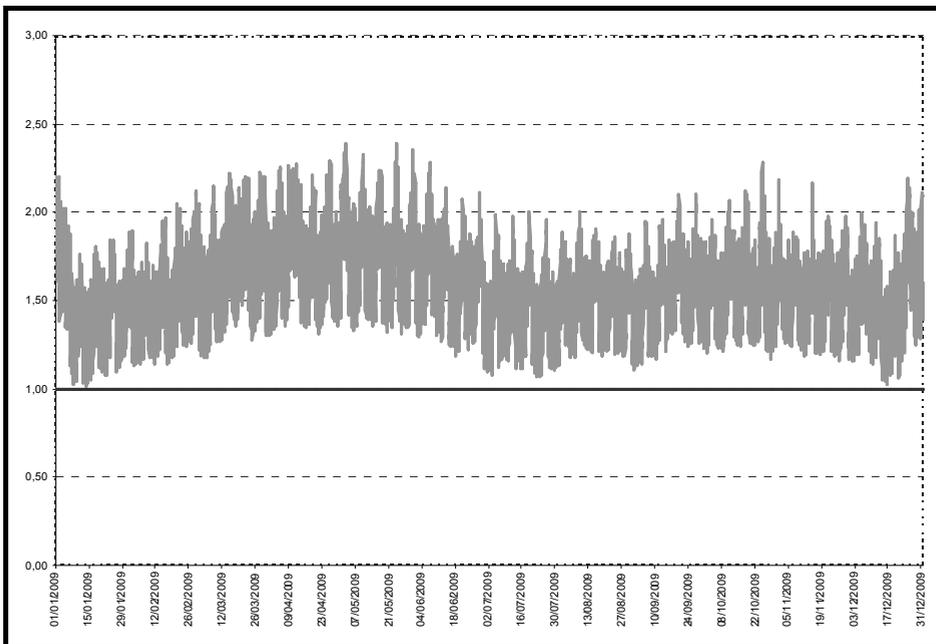
<sup>14</sup> La CNE también plantea excluir del análisis a las centrales de fuel oil que no hayan sido necesarias para atender la demanda. Sin embargo, no solamente resulta evidente que las centrales de fuel oil ofertadas al mercado podrían atender la demanda si algún otro generador intentara ejercer como pivotal, sino que excluir las centrales que no hayan sido necesarias para atender la demanda hace que, por construcción del problema, todas las demás centrales sean necesarias para atender la demanda. Ver, por ejemplo, el “*Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad: Periodo 2006-2008*”, para el detalle de la metodología aplicada por la CNE.

<sup>15</sup> Por lo tanto, solamente podría llegar a tener sentido considerar la energía hidráulica como retirable si el análisis se centra en unos pocos días (p.ej. una semana), pero no si el análisis considera un plazo más largo de tiempo en el cual se empezaría a notar un incremento en el nivel de los embalses. De hecho, incluso en horizontes cortos no resulta factible retirar toda la capacidad hidráulica regulable, porque el regulador lo detectaría con facilidad.

esos criterios Iberdrola no es nunca pivotal (el ratio es siempre superior a 1). La figura muestra que el resto de generadores podría cubrir la demanda del sistema aunque Iberdrola detuviera todas sus centrales excepto las nucleares y las hidráulicas fluyentes.

**Figura 4**

Ratio de la demanda total entre la potencia total exceptuando las centrales retirables de Iberdrola



*Fuente:* Elaboración propia en base a datos publicados por OMEL y REE.

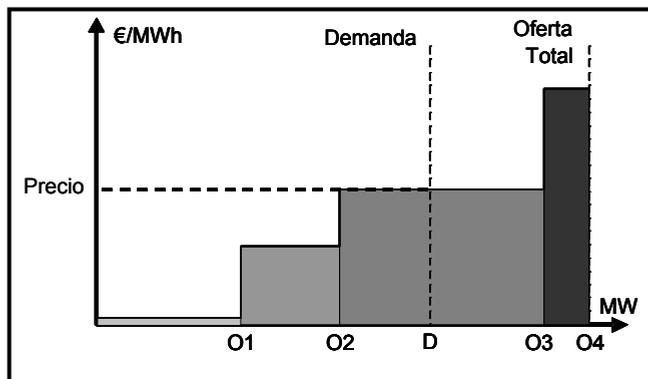
Tampoco es cierto que porque un generador sea pivotal tenga incentivos a retirar capacidad si, como ocurre en España, existe un tope relativamente bajo sobre el precio del mercado. E incluso si a un generador pudiera resultarle rentable retirar toda su capacidad, eso no implica que le resultara rentable retirar parte de su capacidad.

Además, que un agente sea pivotal solamente indica si dicho agente es indispensable para atender la demanda, pero no si tendría incentivos a retirar solamente una parte de su capacidad o si dicha retirada parcial tendría un impacto apreciable o significativo sobre el precio del mercado. En efecto, si el cruce entre la oferta y la demanda se produce en un punto en el cual hay muchas centrales de la misma tecnología, el hecho que un agente, sea éste pivotal o no, retire capacidad no tiene por qué implicar un incremento significativo del precio

del mercado, si otras centrales de la misma tecnología son capaces de suplir esa reducción en la oferta.

La Figura 5 ilustra esta situación. El gráfico muestra una curva de oferta típica, con centrales nucleares (potencia O1), de carbón (potencia O2-O1), de gas (potencia O3-O2) y de fuel-oil (potencia O4-O3) ordenadas según sus costes variables de funcionamiento.

**Figura 5**  
Ejemplo de curva de oferta en el mercado eléctrico



Fuente: Elaboración propia.

En la figura se observa que cualquier agente con una potencia superior a la diferencia entre O4 y D (e.d. una potencia mayor que O4-D) sería pivotal, ya que su producción sería esencial para atender la demanda. Sin embargo, si dicho agente retirara una cantidad de potencia inferior a O3-D, el precio del mercado no se vería afectado. Este sencillo ejemplo ilustra el hecho que el hecho de ser pivotal o no es irrelevante a la hora de determinar si una estrategia de retirada parcial de la capacidad sería rentable.

En cualquier caso, quizás el principal inconveniente del PSI es que tiende a generar “falsos positivos”, es decir, tiende a concluir que existen problemas de poder de mercado en todos los mercados eléctricos en los cuales se aplica la medida, a menos que exista un pago por capacidad igual a la anualidad de una central de punta (una condición que, por ejemplo, no se cumple en el mercado eléctrico español).<sup>16</sup> Esto es así porque en los mercados eléctricos competitivos, en las horas de mayor demanda toda la capacidad de generación tiende a ser

<sup>16</sup> En la actualidad, en España el pago por capacidad a los generadores se sitúa en 20.000 €/MW/año y solamente se abona durante los 10 primeros años de vida de la central, mientras que la anualidad de una central de punta se sitúa por encima de los 50.000 €/MW/año suponiendo que se cobrara durante toda la vida la central (e.d. unos 20-30 años).

necesaria. Para que esto no ocurriese, sería necesario que en punta existiera capacidad no utilizada o “sobrante”, pero en un mercado competitivo no existe motivo para que exista capacidad sobrante y, en caso de existir, los generadores tendrían incentivos a cerrarlas ya que si no funcionan ni siquiera en punta resulta improbable que estén generando ingresos suficientes para cubrir los costes. Por lo tanto, la aplicación del PSI llevaría a concluir que todos los generadores, hasta los más pequeños, son pivotaes (en punta todos los generadores tienden a ser necesarios para atender la demanda, a menos que haya exceso de capacidad) y que la competencia no es viable en la actividad de generación, con independencia del nivel de concentración del mercado.

Evidentemente, una decisión como esa se justificaría si el hecho de que los generadores fueran pivotaes tuviera un impacto significativo sobre el precio medio que pagan los consumidores, ya que la intervención del regulador o la re-regulación de la actividad supone costes para los consumidores, como resultado de una menor eficiencia. El hecho de que un generador sea pivotal en una hora o unas pocas horas no justifica la intervención en el mercado, especialmente si no tiene un impacto apreciable sobre el precio medio del mercado.

Para solventar esta limitación del PSI, se ha popularizado el uso del RSI (“*Residual Supply Indicator*”). El RSI no mide si un generador es indispensable para atender la demanda, sino en qué medida un generador es necesario para atender la demanda, es decir, la relación entre la demanda y la potencia del resto de generadores. Como en el caso del PSI, no se trata de una medida basada en un modelo económico del funcionamiento del mercado, sino que su mayor virtud es que es un indicador “fácil de calcular”. El RSI fue popularizado por Anjali Sheffrin<sup>17</sup>, del operador del mercado eléctrico de California, quien estimó que existía una relación entre el RSI y el margen de los precios de dicho mercado sobre los costes marginales. Sheffrin propuso la siguiente fórmula para el cálculo del RSI:

$$RSI = \frac{\text{Total Supply} - \text{Largest Seller's Supply}}{\text{Total Demand}}$$

Si utilizamos una terminología similar a la utilizada en el caso del PSI, la fórmula anterior se podría expresar de la siguiente forma:

$$RSI_i = \frac{(\text{Gencap}_i + \sum_{j \neq i} \text{Gencap}_j + \text{MaxIMPORTS}) - \text{Gencap}_i}{D_i} = \frac{\sum_{j \neq i} \text{Gencap}_j + \text{MaxIMPORTS}}{D_i}$$

En este caso,  $i$  se correspondería con la empresa cuyo RSI se buscaría calcular.

<sup>17</sup> Sheffrin, A. (2002): “Predicting Market Power Using the Residual Supply Index”, presentado en el FERC Market Monitoring Workshop.

Sin embargo, los datos del estudio de Sheffrin no fueron hechos públicos y no es posible contrastar que Sheffrin simplemente subestimara los costes marginales del sistema en las horas de mayor demanda.

Un estudio posterior encargado por la Comisión Europea y aplicado a seis países buscó determinar en qué medida el RSI era una variable explicativa significativa de los precios observados en los mercados de esos países.<sup>18</sup> La conclusión del estudio, tal como se reportó en su resumen ejecutivo, era que el RSI era una variable significativa cuando se consideraba como única variable explicativa y que esa conclusión era robusta a la introducción de otras variables explicativas. Sin embargo, dicha conclusión no era coherente con los resultados contenidos en el cuerpo del informe, donde se observaba que cuando se incluían otras variables explicativas, en la mitad de los casos el RSI dejaba de ser significativo o incluso llegaba a tener el signo contrario al esperado (de tal modo que, si se creyeran los resultados, un incremento en la pivotalidad reduciría el precio del mercado).

La Tabla 3 muestra los resultados obtenidos por dicho estudio para cuatro de los seis países recogidos por el análisis, en particular, España, el Reino Unido, Alemania y Holanda. Como se observa en dicha tabla, si bien es cierto que el RSI es una variable significativa relevante en casi la totalidad de estas regresiones, el valor del coeficiente que representa el RSI cambia de signo en algunas de las regresiones que incluyen otras variables explicativas.<sup>19</sup> Esto sugiere que los resultados del estudio eran simplemente el resultado de la correlación entre el RSI y otras variables explicativas relevantes y que, en realidad, el RSI no es un indicador fiable de si existen o no problemas de poder de mercado.

**Tabla 3**  
Resultados del estudio “Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005”

Empresa	Regresión con RSI como única variable explicativa		Regresión con RSI, incluyendo otras variables explicativas	
	Estadístico t	Signo del coeficiente	Estadístico t	Signo del coeficiente
0577-S-ES	-119,95	Negativo	3,67	Positivo
0875-S-ES	-118,49	Negativo	-5,17	Negativo
0242-S-GB	-57,84	Negativo	-4,13	Negativo

<sup>18</sup> “Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005”, London Economics.

<sup>19</sup> Ver, por ejemplo, Arnedillo (2010) para una crítica más detallada del estudio elaborado para la Comisión Europea y la validez del RSI para predecir el riesgo de abuso de posición dominante.

**Tabla 3 (continuación)**  
Resultados del estudio "Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005"

Empresa	Regresión con RSI como única variable explicativa		Regresión con RSI, incluyendo otras variables explicativas	
	Estadístico t	Signo del coeficiente	Estadístico t	Signo del coeficiente
0453-S-GB	-58,76	Negativo	3,55	Positivo
1340-S-GB	-58,42	Negativo	-2,76	Negativo
1477-S-GB	-56,39	Negativo	0,47	Positivo
0436-S-DE	-69,12	Negativo	-3,92	Negativo
0569-S-DE	-66,68	Negativo	-6,58	Negativo
1338-S-DE	-57,47	Negativo	6,78	Positivo
1681-S-DE	-66,99	Negativo	-3,44	Negativo
0712-S-NL	-56,24	Negativo	1,69	Positivo
0511-S-NL	-57,21	Negativo	4,31	Positivo

Fuente: Estudio "Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005".

Por lo tanto, nos encontramos con que las herramientas tradicionalmente utilizadas para determinar si existe un problema de poder de mercado no resultan de gran utilidad, excepto en casos extremos. Los indicadores adolecen de diversos problemas que hacen que sus resultados sean poco fiables y, al igual que los modelos de simulación, ignoran múltiples restricciones que existen en el mercado, de tal modo que no es posible determinar en qué medida las conclusiones que se obtienen son en realidad consecuencia de los supuestos y simplificaciones adoptados en el modelo.

Afortunadamente, la teoría económica permite identificar múltiples indicadores que podrían ayudar a confirmar o descartar que exista un problema de poder de mercado, tal como se analiza en las secciones siguientes.

### 3. EVIDENCIA DEL MERCADO SPOT

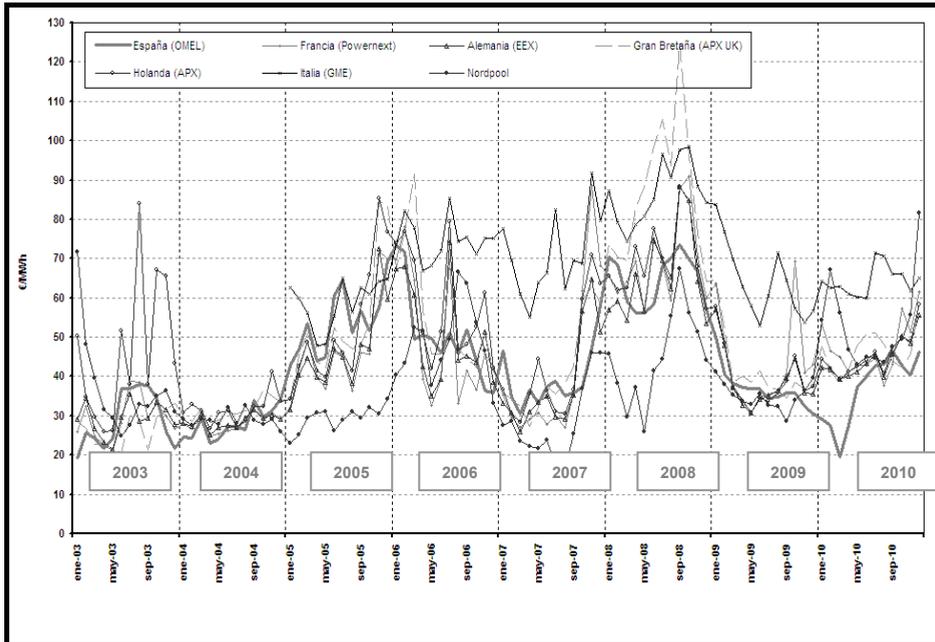
#### 3.1. Comportamiento del precio spot

El abuso de poder de mercado consiste generalmente en la retirada de capacidad o el incremento de los precios ofertados por encima de los costes. El resultado de cualquiera de estas estrategias es un incremento del precio del mercado. En la medida que los costes marginales de generación son similares a los de otros mercados, la comparación de los precios del mercado eléctrico español con el de mercados vecinos puede aportar una primera indicación de si existe o no un problema significativo.

La Figura 6 muestra los precios de los mercados diarios en los principales mercados eléctricos europeos en el periodo 2003-2010, y los contrasta con los precios del mercado eléctrico español en el mismo periodo.

**Figura 6**

Precios en los principales mercados eléctricos europeos de horizonte diario (2001-2010)



Fuente: Bloomberg.

Como se observa en dicha figura, no solamente el nivel del precio del mercado eléctrico español ha sido similar al del resto de mercados eléctricos europeos (con la excepción del NordPool, que es básicamente un sistema hidráulico, e Italia, donde decisiones históricas han hecho que el coste marginal del sistema tienda a ser fijado por centrales de fuel oil), sino que también ha sido similar en su comportamiento. Cabe señalar, especialmente, que el precio del mercado eléctrico español se ha situado en el rango de precios más bajos en comparación con los precios de estos mercados.

Evidentemente, esta comparación no demuestra que no se hayan producido abusos de poder de mercado, pero sí sugiere que no existe un problema de poder de mercado que esté distorsionando sus resultados *de forma significativa* y que justifique dudar de su funcionamiento o la intervención del regulador.

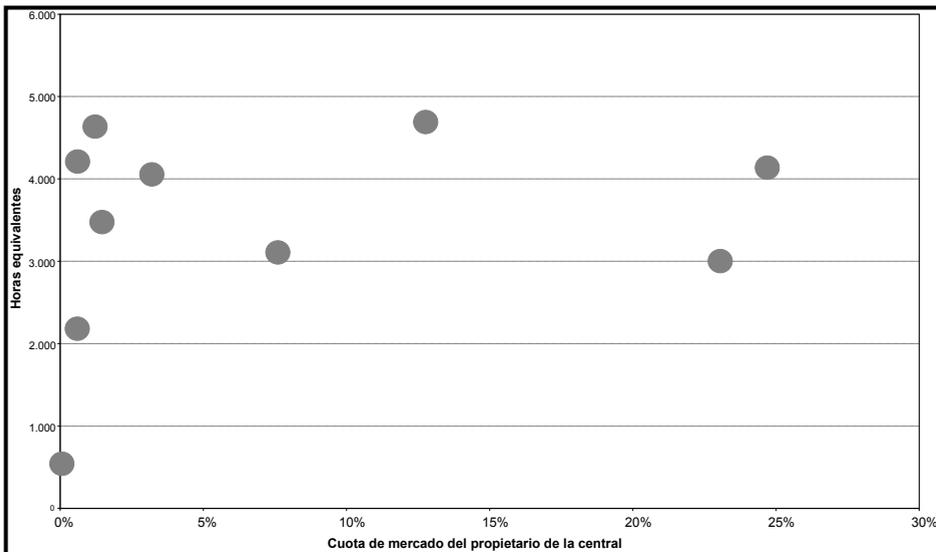
### 3.2 Factor de utilización

Por los motivos ya expuestos, el abuso de poder de mercado resulta en una reducción de la utilización de las centrales de los generadores que ejercen poder de mercado. Por lo general, se suele considerar que cuanto mayor es un agente, más incentivos tiene a ejercer poder de mercado.<sup>20</sup> Por lo tanto, si los generadores de mayor tamaño hubieran ejercido poder de mercado se tendería a observar una relación inversa entre la cuota de mercado del generador y su factor de utilización, para unas mismas condiciones de costes.

La Figura 7 muestra la relación entre la cuota de mercado media de distintos generadores y el factor de utilización medio de sus centrales en el periodo 2006-2009. Para homogeneizar al máximo las condiciones de costes y evitar distorsionar la comparación, se consideran únicamente centrales de ciclo combinado, cuyas características técnicas son similares. Asimismo, para evitar que decisiones puntuales sobre la gestión de los contratos de aprovisionamiento de gas de los distintos operadores distorsionen la comparación, se ha optado por mostrar los resultados de un periodo de varios años (2006-2009).

**Figura 7**

Relación entre la cuota de mercado de distintos generadores y el factor de utilización de sus centrales (2006-2009)



*Fuente:* Elaboración propia en base a informes anuales de las empresas y datos publicados por REE.

<sup>20</sup> Un incremento igual en el precio beneficiará más a las empresas de mayor tamaño, ya que se aplicará sobre un volumen de ventas mayor. Ver, por ejemplo, “A Powerful Competition Policy”, de la Autoridad Danesa de la Competencia, Konkurrence-og Forbrugerstyrelsen.

Como se observa en dicha figura, no es cierto que los factores de utilización de las centrales de los generadores de mayor tamaño sean menores que las de los generadores de menor tamaño.

Evidentemente esto no demuestra que los agentes de mayor tamaño no están ejerciendo poder de mercado, ya que pueden tener también menores costes de combustible que los generadores de menor tamaño.<sup>21</sup> Sin embargo, sí que muestra que esta evidencia no apoya la teoría de que los generadores de mayor tamaño no tienen un comportamiento competitivo.

#### 4. EVIDENCIA DE LOS MERCADOS A PLAZO

La literatura económica que analiza los incentivos de los generadores indica que los contratos a plazo mitigan sus incentivos a ejercer poder de mercado en el mercado spot.<sup>22</sup> En efecto, incrementar el precio del mercado spot no resulta en un incremento en los ingresos de los generadores si éstos han firmado anteriormente contratos a plazo.<sup>23</sup>

Los generadores pueden considerar que aunque ejercer poder de mercado para incrementar el precio del mercado spot no les beneficia directamente, pueden tener incentivos a incrementar el precio del mercado spot en la medida que dicho incremento puede ocasionar un incremento en el precio de los contratos que vayan a firmar. Sin embargo, mientras un incremento de 1 €/MWh en el precio del mercado spot no se traduzca en un incremento de 1 €/MWh en el precio de los contratos a plazo, se puede concluir que los contratos mitigan los incentivos a ejercer poder de mercado.

Por lo tanto, los generadores que tienen intención de ejercer poder de mercado no firmarán contratos a plazo (ya sea en mercados a plazo organizados, de forma bilateral, en las subastas CESUR, o directamente como contratos de suministro con consumidores finales), ya que con ello reducirían sus ingresos. Cabe resaltar que esto no implica que los generadores que tienen intención de

---

<sup>21</sup> Del mismo modo, el hecho que los generadores de mayor tamaño tengan un menor factor de utilización puede deberse simplemente a que tienen un mayor coste de gas. Esta situación puede resultar extraña en la medida que habitualmente se asocia un mayor tamaño a un mayor poder de compra y un menor coste de combustible. Sin embargo, los generadores de mayor tamaño serán también los que tengan un departamento de trading más activo, lo cual significa que pueden tener un mayor coste de oportunidad que los generadores de menor tamaño si el precio internacional del gas es elevado.

<sup>22</sup> Autores como Allaz y Vila (1993) demuestran que, aunque en un mercado no se de una situación de competencia perfecta, este puede ser eficiente si incluye también un mercado a plazo. A su vez, Green (1999) demuestra que en un mercado con competencia imperfecta las empresas nunca estarían dispuestas a vender en el mercado a plazo.

<sup>23</sup> Ver, por ejemplo, Stoft, S. (2002): "Power System Economics: Designing Markets for Electricity". New Jersey: IEEE Press, pág. 347-348.

ejercer poder de mercado firmarán *menos* contratos a plazo que el resto de generadores, sino que su preferencia sería no celebrar *ninguno*. Por lo tanto, es posible inferir si los generadores tienen intención de ejercer poder de mercado analizando si firman o no contratos a plazo. Sin embargo se observa que las empresas eléctricas españolas han celebrado diversos contratos en diferentes contextos.

1. En primer lugar, han celebrado los contratos vendidos a través de las denominadas “*emisiones primarias de energía*” (EPEs), que Endesa e Iberdrola se vieron obligadas a ofrecer mediante subasta por considerárseles “*agentes principales*”.<sup>24,25</sup> No obstante, el hecho que la participación de los agentes generadores fuera obligatoria no revela nada sobre sus preferencias.
2. En segundo lugar, han celebrado contratos en el contexto de las denominadas “*subastas CESUR*” en las cuales los comercializadores de último recurso (inicialmente los distribuidores) adquirirían contratos de energía para el suministro de último recurso. En este caso, la participación de los generadores sí era (y sigue siendo) voluntaria, por lo que su participación en estas subastas sí resulta reveladora.
3. En tercer lugar, se han celebrado, de forma totalmente libre, contratos mayoristas en mercados organizados tales como el OMIP<sup>26</sup> o bilateralmente entre los agentes y por último, contratos con consumidores finales, libremente firmados por las comercializadoras. Naturalmente, la participación de los generadores en estos mercados es totalmente voluntaria.

No existe información pública sobre la identidad de los adquirentes de los contratos de EPEs, ni sobre la identidad de los vendedores en las subastas CESUR una vez éstas han pasado a referirse a contratos financieros (e.d. a partir de abril de 2009),<sup>27</sup> ni sobre las transacciones celebradas en los mercados mayoristas o de forma bilateral. Sin embargo, la información disponible resulta reveladora. La Tabla 4 muestra la producción de los distintos agentes en 2007, los volúmenes de energía que Endesa e Iberdrola tuvieron que vender en las EPEs y las cantidades voluntariamente vendidas en las subastas CESUR, para así obtener una estimación (parcial) de la cobertura de cada generador.

<sup>24</sup> Recientemente, los tribunales han sentenciado que imponer esta obligación solamente sobre Endesa e Iberdrola resultaba arbitrario y discriminatorio.

<sup>25</sup> Los productos objeto de subasta eran formalmente contratos de opciones. Sin embargo, la mayor parte del volumen era en contratos de opción “de base” cuyo precio de ejercicio era tan bajo que prácticamente resultaba equivalente a un contrato mayorista en firme.

<sup>26</sup> Durante un cierto tiempo, los distribuidores también tenían la obligación de cubrir parte de sus necesidades de energía mediante contratos a plazo adquiridos en el OMIP.

<sup>27</sup> Inicialmente los contratos eran de tipo físico, de modo que se podía conocer la identidad de los vendedores analizando la programación de las centrales.

**Tabla 4**  
Estimación de la cobertura de los generadores

	Producción		EPEs	CESUR	Cobertura <sup>28</sup>	
	GWh	%	GWh	GWh	GWh	%
Endesa	81.274	28,5%	8.592	8.490	17.082	21%
Iberdrola	66.998	23,5%	8.592	7.337	15.929	24%
Unión Fenosa	30.682	10,8%		4.494	4.494	15%
Gas Natural	18.526	6,5%		4.009	4.009	22%
EDP Hidrocántabrico	11.926	4,2%		437	437	4%
Viesgo	7.298	2,6%		629	629	9%
Otros	68.092	23,9%	n.d.	26.226	n.d.	13-39%
<b>Total</b>	<b>284.796</b>	<b>100%</b>	<b>n.d.</b>	<b>51.622</b>	<b>n.d.</b>	<b>18-24%</b>

Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados por OMEL.

Si los generadores de mayor tamaño tuvieran intención de ejercer poder de mercado, se observaría que éstos no participarían en las subastas CESUR. Sin embargo, no solamente participan sino que el nivel de cobertura que acaban teniendo es similar al del resto de agentes, de menor tamaño.

Por lo tanto, esta evidencia del mercado a plazo sugiere que los agentes ni siquiera tuvieron la *intención* de ejercer poder de mercado, ya que de otro modo no hubieran firmado contratos a plazo (o, si lo hubieran hecho, se hubiera observado que los agentes de mayor tamaño habrían mantenido un nivel de cobertura menor que el del resto de agentes).

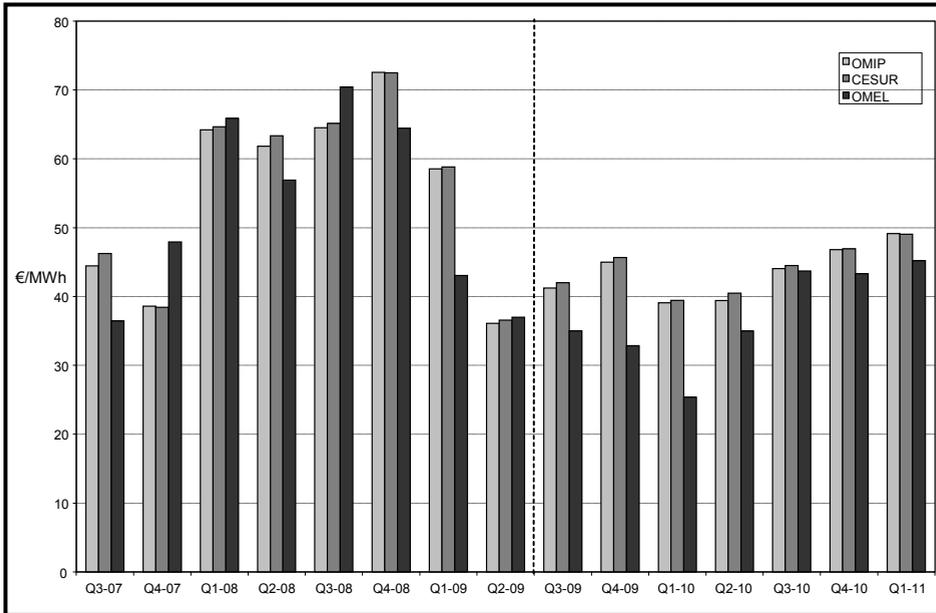
Evidentemente, es posible que los grandes generadores hayan celebrado contratos a plazo aun a *pesar de que ello mitigara sus incentivos a ejercer poder de mercado* y, con ello, los ingresos esperados en el mercado a plazo, si el precio de los contratos se situara por encima del precio realmente esperado en el mercado spot. De este modo, los agentes estarían dispuestos a celebrar contratos a plazo porque el margen que obtendrían con dichos contratos compensaría la reducción en los márgenes en sus ventas al mercado spot (ya que se habrían mitigado sus incentivos a ejercer poder de mercado).

La Figura 8 muestra la relación entre, por una parte, el precio del OMIP cuando se celebraron cada una de las subastas CESUR y el precio mismo de las subastas CESUR y, por otra parte, el precio realmente observado en el mercado spot en el periodo de entrega de la energía.<sup>29</sup>

<sup>28</sup> El dato de cobertura no tiene en cuenta otros contratos mayorista ni contratos con clientes finales.

<sup>29</sup> El precio realmente observado en el mercado spot en el periodo de entrega de la energía representa el coste del contrato para el generador. Por lo tanto, ambos son directamente comparables, excepto por la posibilidad de que exista alguna prima de riesgo por la cobertura que ofrecen los contratos a plazo.

**Figura 8**  
Relación entre el precio del OMIP, de las subastas CESUR y del mercado diario del OMEL en el periodo de entrega (2007-2010)



*Fuente:* Elaboración propia en base a datos publicados por el administrador de las subastas CESUR, OMEL y OMIP.

En dicha figura parecen apreciarse dos periodos diferenciados. Hasta junio de 2009 el precio del OMIP y de la subasta CESUR se comportaron como cabría esperar de estimadores inseguros afectados por errores de previsión: a veces los generadores ganaban dinero, al haber vendido su energía bajo contrato a un precio superior al que eventualmente afloraba en el mercado spot, y a veces perdían dinero. Por ello, la participación de los generadores en el OMIP y en las subastas CESUR en ese periodo no parece haberse debido a que vendían los contratos a un precio superior al del mercado spot. Ello sugiere que los generadores *no tenían la intención de ejercer poder de mercado*, ya que si hubieran tenido planes de ejercer poder de mercado solamente hubieran vendido contratos si el precio de los contratos se situara por encima del precio realmente esperado en el mercado spot, compensando así el que los contratos mitigarían sus incentivos a ejercer poder de mercado y deprimirían el precio del mercado spot.

A partir de julio de 2009, como se observa en la Figura 8, el precio del OMIP y de las subastas CESUR se ha situado sistemáticamente por encima del precio del mercado spot. Sin embargo, no debe incurrirse en el error de

interpretar que ello demuestre que los agentes hayan tenido intención de ejercer poder de mercado.

Es cierto que, durante este periodo, la evidencia de la venta de contratos a plazo por parte de los generadores ya no permite descartar, por sí sola, que haya podido haber intención de ejercer poder de mercado en el mercado spot. Evidentemente, la existencia de una diferencia positiva reiterada entre el precio del OMIP y de la subasta CESUR con respecto al precio spot real es motivo de preocupación, ya que puede ser evidencia de un funcionamiento no competitivo del mercado a plazo.

Sin embargo, una posible explicación puede ser simplemente el hecho que la caída del precio del mercado spot a causa de la recesión económica no haya sido anticipado correctamente por los agentes, o que la situación de alta hidraulicidad y producción eólica a principios de 2010 no haya sido anticipada por los generadores.

Además, el hecho de que la discrepancia surja a partir de julio de 2009 sugiere que puede haber otra explicación, de índole más estructural. En efecto, en julio de 2009 el gobierno eliminó las tarifas integrales para el suministro a los consumidores en baja tensión. Hasta ese momento, los distribuidores eran responsables de adquirir la electricidad para dichos consumidores, siempre que no hubieran ejercido su elegibilidad, y aunque parte de la electricidad era adquirida bajo contratos a plazo, la mayor parte era adquirida en el mercado spot, ya que ese era el coste de adquisición de electricidad que se reconocía a los distribuidores. Sin embargo, el 1 de julio de 2009 todos los consumidores pasaron a ser suministrados por comercializadores, ya sean libres o de último recurso, y estos comercializadores tienen incentivos a cubrir todas sus compras de electricidad en mercados a plazo. Así, a partir del 1 de julio de 2009 se produjo un incremento sustancial de la demanda de contratos a plazo que no se vio contrarrestada por un incremento en la oferta de contratos. De hecho, los generadores del Régimen Especial (principalmente generadores renovables) no tienen incentivos a vender contratos a plazo, ya que la regulación ya les ofrece cobertura ante las fluctuaciones en el precio del mercado spot. De este modo, surge un déficit estructural en la oferta de contratos que hace que el precio del OMIP y de las subastas CESUR tienda a situarse por encima del precio del mercado spot. Cambios recientes en la normativa tenderán a solventar este problema.<sup>30</sup>

En cualquier caso, si los generadores de mayor tamaño controlaran el precio del mercado, lógicamente concentrarían sus ventas de contratos en aquellos mo-

---

<sup>30</sup> Desde el 1 de abril de 2011, parte de la energía de generadores del Régimen Especial es transferida a los comercializadores de último recurso, cubriéndose así parte del exceso de demanda de contratos a plazo.

mentos en los cuales el margen fuera a ser positivo. En sentido contrario, se observaría que se autoexcluirían del mercado a plazo cuando el margen fuera a resultar negativo.

No resulta generalmente posible observar en qué momentos los generadores celebran sus contratos mayoristas. Sin embargo, el mercado eléctrico español proporciona datos interesantes como resultado de las subastas CESUR, en las cuales se contrataba el equivalente a un 25% de toda la energía del sistema (y hasta un 40% si solamente se tiene en cuenta la energía del Régimen Ordinario).<sup>31</sup>

La Figura 9 muestra cómo se han repartido las ventas de los principales generadores en las distintas subastas CESUR. Para elaborar dicha figura, se ha calculado para cada generador qué porcentaje de su volumen total de ventas en subastas CESUR realizó en cada subasta.<sup>32</sup>

En la figura se observa que solamente en el caso de uno de los generadores (Viesgo) existe una relación positiva entre el volumen vendido y el margen obtenido. Sin embargo, concluir de esta observación que ese generador tiene poder de mercado resultaría aventurado (e ilustra el riesgo de alcanzar conclusiones con información incompleta), ya que dicha empresa es en realidad la más pequeña de la muestra. Evidentemente, resulta improbable que dicha empresa, con una cuota de mercado inferior al 5%, pueda controlar el precio del mercado.

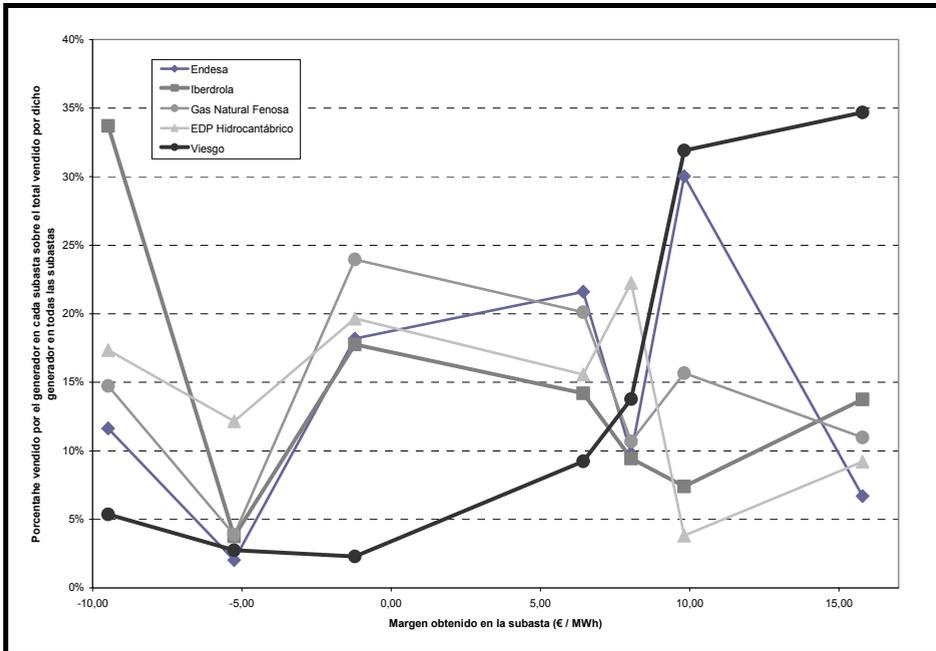
Por lo tanto, esta evidencia demuestra no solamente que los generadores de mayor tamaño no son capaces de predecir el precio del mercado spot mejor que el resto de generadores sino también que no controlan el precio del mercado spot, ya que si lo hicieran deberían ser capaces de predecirlo mejor que el resto de generadores.

---

<sup>31</sup> Los generadores del Régimen Especial no tienen incentivos a celebrar contratos a plazo ya que su exposición a riesgos no se corresponde con el precio del mercado diario.

<sup>32</sup> Como ya se ha explicado, dicha información solamente está disponible para aquellas subastas CESUR en las cuales se subastaron contratos físicos.

**Figura 9**  
 Reparto de las ventas de los principales generadores en las distintas subastas CESUR



Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados por OMEL.

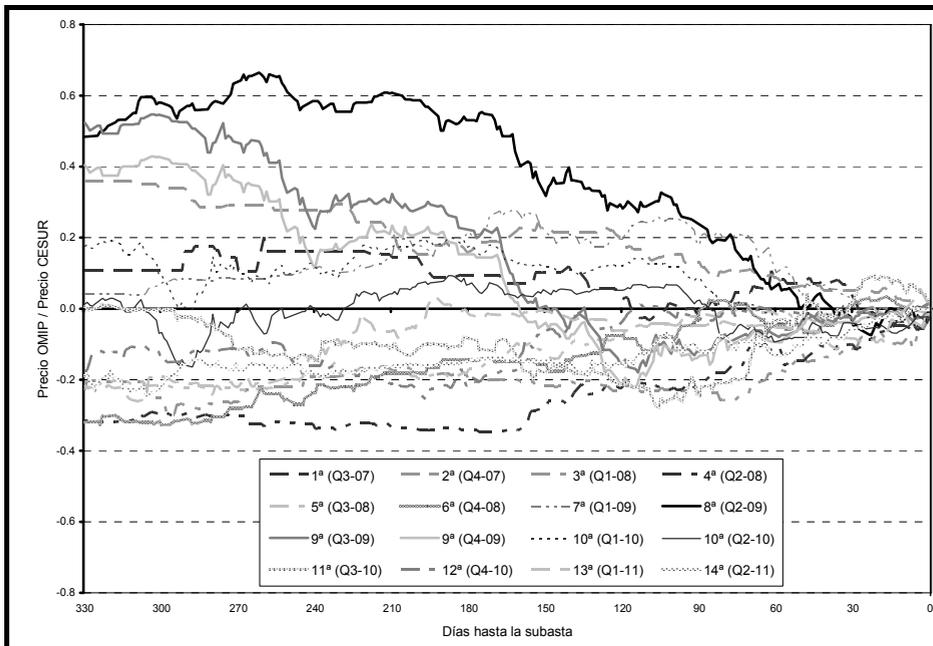
### Comportamiento del precio del mercado a plazo

Los análisis anteriores se han centrado en la evaluación del precio del mercado a plazo en las fechas de celebración de las subastas CESUR, por concentrarse la liquidez en esas fechas. Quedaría por analizar el comportamiento del mercado a plazo en otros momentos y, más concretamente, si existe evidencia de que la menor liquidez en el mercado a plazo hace que los precios que genera no sean fiables.

La Figura 10 muestra la evolución del precio a plazo del OMIP para los contratos que han sido objeto de subasta (p.ej. el contrato trimestral con entrega en un trimestre determinado) en cada una de las subastas CESUR celebradas hasta la fecha. Se muestra la evolución de cada contrato en los 11 meses anteriores a la celebración de cada subasta (e.d. desde el comienzo de la cotización de cada contrato).<sup>33</sup>

<sup>33</sup> Generalmente el contrato objeto de subasta sigue siendo objeto de negociación en el OMIP unos días después de la celebración de la subasta CESUR. La excepción fue la décima subasta CESUR, en la cual se subastó un contrato trimestral tres meses antes del comienzo del periodo

**Figura 10**  
Evolución del precio del OMIP para los contratos objeto de subasta CESUR



*Fuente:* Elaboración propia en base a datos publicados por el administrador de las subastas CESUR, OMEL y OMIP.

Como se observa en la Figura 10, el precio del OMIP no parece tener un comportamiento predecible a lo largo de la negociación de cada uno de los contratos, ni siquiera en las fechas más próximas a la celebración de la subasta CESUR correspondiente. Por lo tanto, el comportamiento del precio del OMIP no es coherente con la hipótesis de que dicho mercado se encuentra distorsionado por comportamientos no competitivos.<sup>34</sup>

## 5. CONCLUSIONES

Como se ha mostrado en las secciones anteriores, el análisis de la competencia en el mercado eléctrico no tiene por qué limitarse al desarrollo de modelos teóricos de simulación, que inevitablemente ignoran restricciones y

---

de entrega, por lo que el contrato siguió siendo negociado durante casi tres meses después de la celebración de la subasta.

<sup>34</sup> De hecho, se puede verificar que la evolución del precio del mercado se corresponde con un paseo aleatorio mediante un test de "raíces unitarias". El resultado de dicha prueba es coherente con la hipótesis de que el mercado a plazo es eficiente (en el sentido de que refleja en cada momento toda la información disponible).

consideraciones relevantes y cuyas conclusiones pueden ser más ilustrativas de los prejuicios de los modeladores sobre el comportamiento de los agentes que de su comportamiento real y el funcionamiento del mercado.

En el mismo sentido, los análisis de la estructura del mercado eléctrico tienen importantes limitaciones que tienden a exagerar el riesgo de abuso de poder de mercado, en la medida que definen el mercado geográfico relevante ignorando que en determinadas horas puede existir capacidad de interconexión disponible, asumen que existen barreras a la entrada cuando en realidad se ha producido una entrada muy significativa de nuevos agentes en la actividad de producción e ignoran que la elasticidad relevante no es la de la demanda final, sino la de la demanda residual que perciben los generadores. Su valor explicativo, como se ha visto en el caso del RSI, es también sospechoso.

- Afortunadamente, existen múltiples indicadores que pueden ayudar a evaluar si existe o no un problema de poder de mercado en el mercado eléctrico, sin necesidad de recurrir a modelos teóricos.
- En el caso concreto del mercado eléctrico español, el análisis del mercado spot muestra que el precio en España tiene un nivel y un comportamiento coherente con el del resto de mercados europeos. Por ello, si se ha producido algún ejercicio de poder de mercado, su impacto no es apreciable o significativo. También se observa que las centrales de los generadores de mayor tamaño no tienen un factor de utilización menor que el de los pequeños generadores. Por ello, no parece que los grandes generadores hayan ejercido poder de mercado, ya sea retirando capacidad o incrementando sus ofertas (ya que esto también resultaría en una caída en su factor de utilización).
- El mercado a plazo ofrece también una serie de indicadores que pueden ayudar a analizar si existen o no problemas de competencia en el mercado eléctrico español. Por ejemplo, se observa que los grandes generadores tienen niveles de cobertura similares a los del resto de generadores. De la evidencia se deduce que los grandes generadores ni siquiera tienen *intención* de ejercer poder de mercado en el mercado spot
- De su participación en diversas subastas, también se observa que los grandes generadores no predicen el precio del mercado spot mejor que el resto de generadores. Dado que si los grandes generadores estuvieran manipulando el precio del mercado deberían ser, lógicamente, capaces de predecirlo, no cabe sino concluir que no ejercen poder de mercado en el mercado spot.

En resumen, la evidencia no es coherente con la hipótesis de que se esté ejerciendo poder de mercado ni en el mercado spot ni en el mercado a plazo. Por ello, las intervenciones regulatorias basadas en una falta de confianza en el funcionamiento o los resultados del mercado para supuestamente mitigar el ries-

go de abuso en estos mercados no son solamente innecesarias sino que son, en realidad, perjudiciales para los consumidores.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- ALLAZ, B. y VILA, J. (1993): "Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency" en *Journal of Economic Theory*, 59, pp. 1-16
- ARNEDILLO, O. (2010) "What does the evidence really say about the Residual Supply Index" en *The Electricity Journal*, enero-febrero 2011
- BORENSTEIN, S.; BUSHNELL, J. y KNITTEL, C. (1999): "Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures". Documento de trabajo.
- Program on Workable Energy Regulation (POWER). University of California Energy Institute. <http://www.ucei.berkeley.edu/PDF/pwp059r.pdf>
- COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (2010): "Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad: Periodo 2006-2008." Comisión Nacional de la Energía (CNE). <http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/PA-competencia-010.pdf>.
- CRAMPES, C. y FABRA, N. (2005): "The Spanish Electricity Industry: Plus ça change..." en *The Energy Journal*, 26 (Special I), pp. 127-154
- GREEN, R. (1999): "The electricity contract market in England and Wales" en *The Journal of Industrial Economics*, XLVII, pp. 107-124
- GREEN, R. y NEWBERRY, D. (1992): "Competition in the British Electricity Spot Market" en *Journal of Political Economy*, 100, pp. 929-953
- KONKURRENCE-OG FORBRUGERSTYRELSEN (2003): "A Powerful Competition Policy"
- KONKURRENCE-OG FORBRUGERSTYRELSEN. <http://www.konkurrencestyrelsen.dk/service-menu/publikationer/publikation-sarkiv/publikationer-2003/apowerful-competition-policy-report-from-the-nordic-competition-authorities/4-market-power-and-its-effects/>. [Último acceso: Abril de 2011]
- LONDON ECONOMICS (2007): "Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005".
- PEREZ ARRIAGA, J.I. (2005), "Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España".
- ROTEMBERG, J. y SALONER, G. (1986): "A Supergame Theoretic Model of Price Wars During Booms" en *American Economic Review*, 70, pp. 390-407.
- SHEFFRIN, A. (2001), "Critical Actions Necessary for Effective Market Monitoring", presentación realizada en FERC RTO Workshop, 19 de octubre 2001.

- SHEFFRIN, A. (2002), "Predicting Market Power Using the Residual Supply Index", presentación realizada en FERC Market Monitoring Workshop, 3-4 de diciembre 2002.
- STOFT, S. (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. New Jersey: IEEE Press.
- TORO, J. y FABRA, N. (2005): "Price Wars and collusion in the Spanish electricity market" en *International Journal of Industrial Organization*, 23, pp. 155-181.
- YEPES, R. (2005): "Análisis mediante teoría de juegos de la evolución de la competencia en el sector eléctrico español" en *Estudios de Economía Aplicada*, 23, pp. 335-362.